

Stefan Lechtenböhmer, Carmen Dienst,
Manfred Fischedick, Thomas Hanke

Treibhausgas-Emissionen fossiler Energieträger

Ursprünglich veröffentlicht unter:

Stefan Lechtenböhmer, Carmen Dienst, Manfred Fischedick, Thomas Hanke (2005):

Treibhausgas-Emissionen fossiler Energieträger

In: BWK, 57 (2005), 5, 62-66

Stefan Lechtenböhrer ^{a,*}, Carmen Dienst ^a,
Manfred Fishedick ^a, Thomas Hanke ^a

Treibhausgas-Emissionen fossiler Energieträger

^a Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Wuppertal, Deutschland

* Korrespondenz-Autor: Stefan Lechtenböhrer, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Döppersberg 19, 42103 Wuppertal, Deutschland

E-mail: stefan.lechtenboehmer@wupperinst.org

Phone: +49 J-202-2492216

Fax: +49 J-202-2492198

Treibhausgas-Emissionen fossiler Energieträger

Stefan Lechtenböhmer, Carmen Dienst, Manfred Fishedick, Thomas Hanke
(alle: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie GmbH)

Abstract/Zusammenfassung

Mit Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls am 16.2.2005 gelten für Deutschland und die meisten anderen Industrieländer völkerrechtlich bindende Minderungsziele für die 6 im Kyoto-Protokoll erfassten Treibhausgase. Damit erlangt eine durchaus kontrovers diskutierte Klimaschutzstrategie, die auf eine stärkere Umstellung der Energienutzung von Öl und Kohle auf mehr Erdgas setzt, zusätzlich an Bedeutung. Der nachfolgende Beitrag setzt sich mit der Klimabilanz des Erdgases unter Berücksichtigung der gesamten Prozesskette auseinander. Insbesondere werden neue Messergebnisse aus Russland dargestellt (Wuppertal Institut 2004), die zeigen, dass die dem Export von russischem Erdgas nach Deutschland zuzuordnenden indirekten Emissionen nur etwa ein Viertel der bei der Erdgasverbrennung entstehenden direkten Emissionen betragen. Damit bleibt Erdgas auch unter Berücksichtigung der indirekten Emissionen in Russland der fossile Energieträger mit den mit Abstand geringsten Treibhausgasemissionen.

Hintergrund der Untersuchung

Anfang der 90er Jahre ist der anthropogene Treibhauseffekt als eines der zentralen Probleme der Weltgemeinschaft auf die energie- und umweltpolitische Tagesordnung gerückt. Seitdem stellt sich mit Bezug auf die Nutzung von Erdgas unter anderem auch die Frage nach den Treibhausgasemissionen der russischen Gaswirtschaft. Für Deutschland und die EU ist diese Frage besonders im Zusammenhang mit der Klimaschutzstrategie relevant, da diese auch auf den Ausbau der Erdgasnutzung setzt. Sollte es sich herausstellen, dass die Emissionen des Transportenergieaufwandes und der Leckagen die emissionsrelevanten Vorteile des Erdgases gegenüber Öl oder Kohle ganz oder zu großen Teilen wieder kompensieren, so wäre ein Ausbau der Erdgasnutzung als klimapolitische Strategie zumindest fragwürdig.

Neben einer russischen Worst-Case Abschätzung (Rabchuk et al. 1991) beruhten in der ersten Hälfte der 90er Jahre die meisten Äußerungen zu den Methan-Emissionen des russischen Erdgas-Exportsystems auf spekulativen Annahmen. Teilweise wurden auch von russischer Seite angegebene „Verluste“ – die als wesentlichen Anteil das als Antriebsenergie eingesetzte Gas mit berücksichtigten – irrtümlich mit CH₄-Emissionen gleichgesetzt. Dagegen emittiert Gas nach seiner Nutzung in den Turbinen in Form von CO₂ und hat damit eine wesentlich geringere Treibhausgaswirkung als unverbranntes Erdgas¹ (vgl. Dedikov et al. 1999).

¹ Treibhausgaspotential (GWP) von 21 (gemäß UNFCCC nach IPCC Second Assessment Report)

Vor diesem Hintergrund wurden bereits Mitte der 90er Jahre Emissionsmessungen im Ferntransportnetz der Gazprom durchgeführt. Die US-Umweltbehörde (US-EPA) hat 1995 an vier Kompressorstationen in Zentral- und Südrussland gemessen. Und von der Ruhrgas AG wurden 1996/97 an 2 Kompressorstationen und den dazugehörigen Pipelineabschnitten in Westsibirien, an einem Pipelineabschnitt in der Wolgaregion und im Bereich der Förderung und Aufbereitung des Feldes in Yamburg (Obmündung), aus dem derzeit die nach Deutschland exportierten Gasmengen stammen, ebenfalls umfangreiche Messungen unternommen (siehe Abbildung 1).

Die amerikanisch-russischen bzw. deutsch-russischen Messungen kamen zu in der Größenordnung vergleichbaren Ergebnissen (Popov 2001). Beide Studien bezifferten die CH_4 -Emissionen des russischen Ferntransportnetzes auf ca. 1 % des geförderten Erdgases. Die Messergebnisse legten damit deutlich geringere Emissionen nahe als dies bisher vielfach angenommen worden war.

Allerdings wurden auch noch Zweifel an der Belastbarkeit der vorliegenden Messergebnisse geäußert. Die Hauptkritik lautete,

dass die Messungen nur einen kleinen Teil des Gesamtsystems der Gazprom abdecken konnten, die Detailinformationen nur zum Teil publiziert waren und eine genaue Nachkontrolle der Ergebnisse daher nicht möglich sei². Zudem wurde eine genauere Fehleranalyse, eine Offenlegung der verwendeten Aktivitätsdaten und eine Bildung spezifischer Emissionsfaktoren für einzelne Technikkomponenten gefordert (vgl. u.a. Popov 2001). Letztlich wurden zumindest die Ruhrgas-Ergebnisse

Messkampagnen an den russischen Erdgas-Exportpipelines



Abbildung 1: Messkampagnen an den russischen Erdgas-Exportpipelines

² Diese Informationen sind grundsätzlich in internen Dokumentationen vorhanden (Ramm 1997, Kaesler, Ramm, Jansen, 1997) und wurden dem Wuppertal Institut für eine Evaluierung zur Verfügung gestellt.

dahingehend kritisiert, dass sie von der Gaswirtschaft selbst – ohne unabhängige Kontrolle – erstellt worden seien³.

Neue unabhängige Messungen in Russland

Um die Kenntnisse über die Emissionssituation des russischen Gasexportnetzes substantiell zu verbessern, hat das Wuppertal Institut im Auftrag der E.ON-Ruhrgas gemeinsam mit dem Max-Planck Institut für Chemie neue Messungen in Russland konzipiert, und durchgeführt.

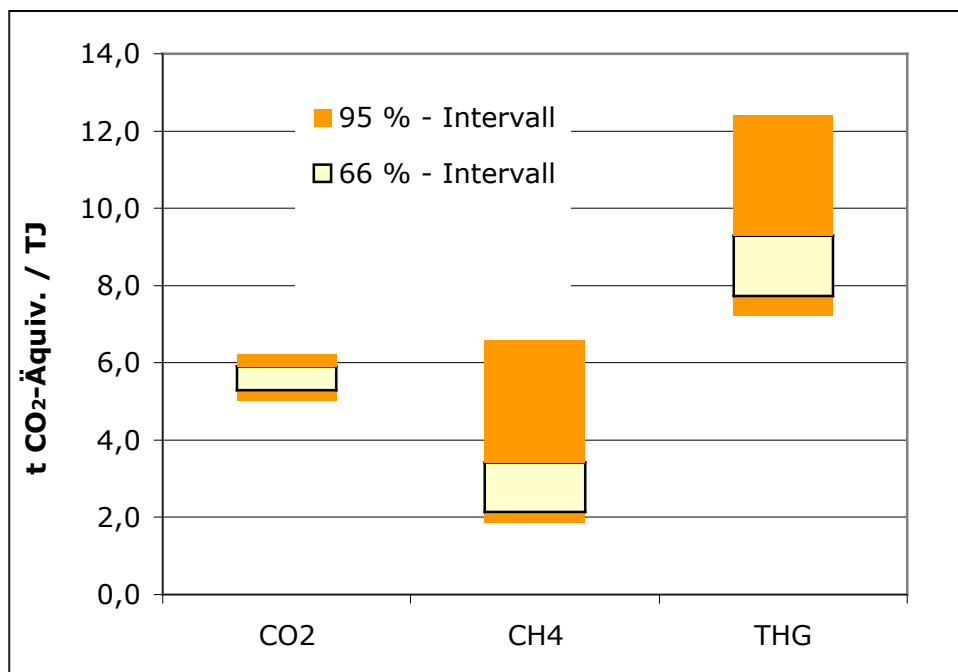
Die umfangreichen Messungen umfassten drei Messreisen nach Zentralrussland, Nordrussland und Westsibirien. Es wurden Emissionsmessungen an fünf Kompressorstationen auf dem mittleren und dem nördlichen Exportkorridor, d.h. konkret an 50 Maschinen, 25 Schieberknoten sowie 2.380 km der zugehörigen Pipelineabschnitte, durchgeführt. Die untersuchten Anlagen verteilen sich auf die verschiedenen Regionen Russlands und decken die wichtigsten Klimazonen sowie Alters- und Größenklassen ab, so dass sie als repräsentativ für die Exportkorridore gelten können.

Zusätzlich wurden von Gazprom/VNIIgaz (2004) erstmals detaillierte Daten zu den Maschinen und Anlagenparks der Exportkorridore, zu Maschinenlaufzeiten, Emissionskennwerten, Reparaturen und Wartungen, Havarien etc. zur Verfügung gestellt, die für die differenzierte Hochrechnung der Ergebnisse gemäß internationaler Standards (IPCC 2000; GRI / US EPA 1996) genutzt wurden.

Da Messkampagnen im Regelfall nie alle potentiellen Emissionsquellen an allen Standorten erfassen können, verbleiben stets statistisch bedingte Unsicherheiten. Diese wurden mit Hilfe der Monte-Carlo-Analyse ermittelt und quantifiziert. Als Ergebnis können die entsprechenden Vertrauensbereiche der Mess- und Hochrechnungsergebnisse in Bandbreiten angegeben werden (siehe dazu Abbildung 2, welche die 66 % und 95 %-Konfidenzintervalle für die indirekten Emissionen für Förderung, Aufbereitung und Transport bis zur Westgrenze Russlands wiedergibt.).

Fast zwei Drittel, d.h. ca. 5,6 t CO₂-Äquivalent/TJ der gesamten mit den russischen Gasexporten verbundenen Treibhausgasemissionen aus Förderung, Aufbereitung, Transport und Unterspeicherung entfallen auf die CO₂-Emissionen, d.h. vor allem auf die Emissionen des in den Turbinen zu Antriebszwecken verbrannten Gases. Hier halten sich die Unsicherheiten in engen Grenzen, mit 95%iger Wahrscheinlichkeit liegen die CO₂-Emissionen zwischen 5,0 und 5,9 t/TJ.

³ Dies trifft für die Messungen in Yamburg nicht zu, an denen Dr. Zittel von der Ludwig Bolkow Stiftung, München als unabhängiger Sachverständiger teilgenommen hat.



Quelle: eigene Berechnungen, Wuppertal Institut 2004 (Anteilig: Förderung und Aufbereitung, Exportkorridore und Untergrundspeicher, bezogen auf Lieferungen frei Westgrenze Russland)

Abbildung 2: Konfidenzintervalle der Treibhausgasemissionen des russischen Gasexports

Die CH₄-Emissionen sind mit 0,7 % des an die Westgrenze gelieferten Gases bzw. 3 t CO₂-Äquivalent/TJ nur für gut ein Drittel der Gesamtemissionen verantwortlich. Sie liegen damit – nach den Ergebnissen der neuen Messungen in Russland – eher noch unterhalb des Bereichs der von den vorhergehenden Messungen ermittelten Größenordnung (vgl. Dedikov et al. 1999 und Popov 2001). Dies ist auch ein Hinweis auf zwischenzeitlich durchgeführte technische und organisatorische Verbesserungen bei der Gazprom. Hauptemissionsquellen sind dabei vor allem Leckagen bzw. technisch bedingte Freisetzungen an Maschinen und Armaturen der Kompressorstationen und – in geringerem Umfang – Leckagen an den Schiebern der Pipelines. Gasablassungen zu Wartungs- und Reparaturzwecken sowie Emissionen infolge von Havarien spielen eine geringere Rolle. Allerdings sind die Unsicherheiten in der Emissionsbestimmung und Hochrechnung bei den CH₄-Emissionen deutlich größer als bei den Emissionen von CO₂. Dabei ergibt sich für CH₄ eine typische „rechtsschiefe“ Verteilung, d.h. die große Mehrzahl der Werte liegt unterhalb des Mittelwerts, da dieser durch eine geringere Anzahl stärker nach oben abweichender Werte verschoben wird. Als Obergrenze des wahrscheinlichen Wertespektrums – unter Berücksichtigung aller Unsicherheiten – ergibt sich ein Emissionsfaktor von maximal 6,6 t CO₂-Äquivalent/TJ bzw. knapp 1,6 % des Gases für die CH₄-Emissionen des Gasexports (frei russischer Westgrenze)⁴. Bezogen auf Gaslieferungen nach Deutschland – d.h. unter Einbeziehung des Ferntransports außerhalb Russlands – ergibt sich ein Emissionskennwert von ca. 1% des an die deutsche Ostgrenze gelieferten Erdgases mit einer Schwankungsbreite von 0,6 bis 2,4%.

⁴ Da die Emissionsberechnung an vielen Stellen zusätzlich auf „Worst-Case“-Annahmen zurückgreift, ist zu erwarten, dass der wahre Wert tatsächlich deutlich niedriger liegt.

Die gesamten Treibhausgasemissionen (Methan, sowie CO₂ und N₂O aus den Turbinen und dem Strombezug) des Ferntransports bis zur Westgrenze Russlands, der Förderung und Aufbereitung in Yamburg sowie der Untergrundspeicherung liegen mit sehr großer Wahrscheinlichkeit zwischen 7,2 t CO₂-Äquivalent/TJ und 12,4 t CO₂-Äquivalent/TJ,

Als Mittelwert⁵ ergibt sich eine Größenordnung von 8,7 t CO₂-Äquivalent pro TJ bezogen auf den unteren Heizwert des Erdgases.

Die Treibhausgasemissionen fossiler Energieträger in Deutschland im Vergleich

Die Treibhausgasemissionen der fossilen Energieträger auf dem deutschen Markt setzen sich zusammen aus den direkten Emissionen, die bei der Verbrennung entstehen, und den indirekten Emissionen, die durch die Bereitstellung der Energieträger in Deutschland bzw. bei den deutschen Kunden entstehen. Während die direkten Emissionen weitestgehend durch die chemische Struktur des Brennstoffs vorbestimmt sind, können die indirekten Emissionen, je nach Herkunft des Energieträgers, große Unterschiede aufweisen.

Um die Emissionen des auf den deutschen Markt gelieferten Erdgases bestimmen zu können, wurden die für Russland gewonnenen Ergebnisse auf die Transitkorridore in der Ukraine, der Slowakei und Tschechien (2.180 km) bzw. in Weißrussland und Polen (1.240 km) hochgerechnet. Dazu wurde eine analoge technische Ausstattung zu den in Russland verlaufenden Pipelines angenommen. Für den Transit durch die Ukraine wurden zusätzlich noch anteilige Emissionen der von Gazprom in der Westukraine genutzten Speicherkapazitäten von rd. 5 bis 7 Mrd. m³ eingerechnet.

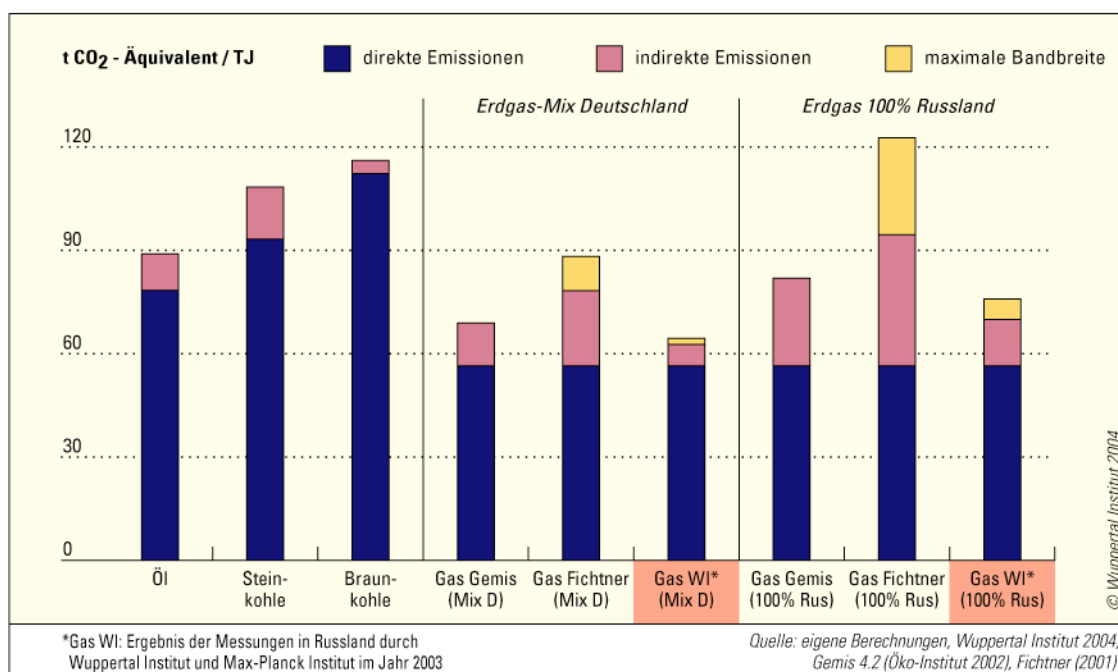


Abbildung 3: Direkte und indirekte Treibhausgasemissionen bei der Verbrennung fossiler Energieträger – Studienvergleich

⁵ Durch die rechtsschiefe Verteilung liegt der Mittelwert im unteren Spektrum der Spannweite.

In der Abbildung 3 werden die direkten und indirekten Emissionen der fossilen Energieträger dargestellt und für Erdgas detailliert drei verschiedene Studien mit unterschiedlichem Bezugsmix verglichen. Dies sind zum einen die Werte einer aktuellen GEMIS-Version des Öko-Instituts (Gemis 2002), zum zweiten die Zahlen der Fichtner-Studie von 2001 und schließlich die auf der Basis der neuen Messungen in Russland ermittelten Werte. Betrachtet wurden dabei sowohl die Ergebnisse für Erdgas, das zu 100 % aus Russland stammt, als auch für den Mix in Deutschland, der sich zu ca. 31 % aus russischem, sowie 25 % aus norwegischem, 19 % aus niederländischem, 18 % aus deutschem und rd. 7 % aus dänischem und britischem Erdgas zusammensetzt.

Die im Rahmen der aktuellen Kampagne durchgeführten Messungen und detaillierten Analysen zu den indirekten Emissionen des in Deutschland eingesetzten russischen Erdgases kommen zu einer Größenordnung der Treibhausgasemissionen von 13,4 t CO₂-Äquivalent/TJ. Die Bandbreite für diesen Wert liegt dabei zwischen 11,1 und 19,1 t CO₂-Äquivalent/TJ. Das heißt, selbst wenn das obere Ende der Unsicherheitsbandbreite zugrunde gelegt wird, kann aufgrund der hier vorgelegten Untersuchungsergebnisse davon ausgegangen werden, dass die indirekten Emissionen des russischen Erdgases günstiger eingeschätzt werden müssen als dies in den aktuellen Gemis-Werten der Fall ist. Bezogen auf den Mittelwert ergibt sich eine Verringerung des Emissionskennwertes gegenüber Gemis um etwa 40 %⁶.

	CO ₂	CH ₄		Gesamt **)
	t/TJ	t/TJ	t CO ₂ -Äq./TJ *)	t CO ₂ -Äq./TJ
Untere Grenze	7,2	0,12	2,6	11,1
Mittelwert	8,7	0,20	4,3	13,4
Obere Grenze	9,7	0,46	9,7	19,1
nachrichtlich:				
Gemis 4.2 ****)	13,6	0,39	8,2	22,8 ***)
*) Umrechnungsfaktor: 21; **) einschließlich der Emissionen von N ₂ O; ***) CH ₄ -Emissionen mit einem Treibhausgaspotential von 23 berechnet. (würde mit einem Faktor von 21 gerechnet, so ergäbe sich ein Wert von ca. 22,1 t/TJ) ****) Werte frei Kraftwerk				

Quellen: eigene Berechnungen, Wuppertal Institut 2004, Fritsche 2003

Tabelle 1: Indirekte Treibhausgasemissionen des russischen Erdgases frei deutsche Grenze

Bezogen auf den nach Deutschland gelieferten Erdgas-Mix der sich aus verschiedenen Quellen speist, beträgt der Emissionsfaktor für indirekte Emissionen der Bereitstellungskette unter Berücksichtigung unserer neuen Erkenntnisse zur russischen Vorkette etwa 6,2 t CO₂-Äquivalent/TJ gegenüber einem Wert von gut 10 t/TJ bei Gemis. Der Emissionsfaktor liegt damit signifikant unter den Angaben in der

⁶ Dabei ist zu beachten, dass Gemis die CH₄-Emissionen mit dem höheren Treibhausgaspotential von 23 einrechnet und außerdem noch die relativ geringen Emissionen der Verteilung in Deutschland berücksichtigt (je nach Anwendungsbereich ca. 0,3 bis 3,3 t/TJ).

Fichtner Studie (Fichtner 2001), die sich bei ihren Aussagen zu den Emissionen der Bereitstellung russischen Erdgases lediglich auf eine einzige sehr unsichere Quelle beruft und überdies die Methanemissionen der Ölförderung des Gaswirtschaft angelastet hat (siehe dazu Fritsche, Matthes 2001, Lechtenböhmer u.a. 2003, Wuppertal Institut 2003, Gemis 2002)

Im Vergleich mit den übrigen Energieträgern zeigt sich, dass die indirekten Emissionen des russischen Erdgases in ihrer Größenordnung zwischen den entsprechenden Kennwerten von in Deutschland genutzter Kohle bzw. Öl liegen. Bezogen auf den in Deutschland verwendeten Gasmix hat Erdgas, neben den geringsten direkten Emissionen, die zweitniedrigsten indirekten Emissionen fossiler Energieträger nach der Braunkohle.

Nach den hier vorgelegten Messergebnissen ist die Summe der Treibhausgasemissionen im Mittel – bezogen auf den Energiegehalt der Energieträger – damit selbst bei zu 100 % aus Russland importiertem Erdgas deutlich geringer als bei Öl. Im Vergleich zur Steinkohle bzw. zur Braunkohle ergeben sich noch größere Vorteile zugunsten des russischen Erdgases. Wird realistischerweise der in Deutschland verwendete Gas-Mix zugrunde gelegt und berücksichtigt, dass Erdgas in den allermeisten Anwendungen höhere Wirkungsgrade als Kohle oder Öl erzielt, so ergibt sich aus Sicht der Treibhausbilanz ein noch wesentlich deutlicherer Vorsprung des Erdgases vor den anderen fossilen Energieträgern.

Fazit

Insgesamt liegen mit den Ergebnissen der im Jahr 2002 bis 2004 vom Wuppertal Institut zusammen mit dem Max-Planck Institut für Chemie durchgeführten Untersuchungen nun neue und qualitätsgesicherte Kenntnisse der Emissionen des russischen Gasexportsystems vor, die auf einer breiteren empirischen Grundlage beruhen. Erstmalig sind hierin umfassende Statistiken der Betriebsdaten mit berücksichtigt. Diese Ergebnisse konnten nach internationalen Vorgaben des IPCC⁷ sowie der US-Umweltbehörde ermittelt und technikspezifisch hochgerechnet werden. Auf der Basis umfangreicher Monte-Carlo Simulationsrechnungen ist eine methodisch und datentechnisch abgesicherte Aussage über die Wahrscheinlichkeit bzw. die Vertrauensbereiche der Ergebnisse möglich.

Die hier dargestellten Ergebnisse bestätigen die günstige Stellung des Erdgases in Bezug auf seine Treibhausgasemissionen auch für das aus Russland nach Deutschland bzw. in die EU importierte Erdgas (vgl. Tabelle 1). Die indirekten Treibhausgasemissionen des aus Russland importierten Erdgases sind entgegen früherer Vermutungen nicht durch immense CH₄-Leckagen bestimmt, sondern zu zwei Dritteln auf CO₂ und nur zu etwa einem Drittel auf Methanemissionen zurück zu führen. Die CO₂-Emissionen sind dabei bedingt durch die für den langen Transport über rd. 4.300 km (Nordkorridor) bzw. ca. 5.500 km (mittlerer Korridor) von Westsibirien bis

⁷ Intergovernmental Panel on Climate Change

nach Deutschland benötigte Transportenergie⁸. Insgesamt liegen die indirekten Emissionen des russischen Erdgases damit in etwa in derselben Größenordnung wie die von Öl und Steinkohle.

Bezogen auf die gesamten Treibhausemissionen der Energieträger weist damit das in Deutschland genutzte Erdgas einen deutlichen Vorteil von mehr als 25 % gegenüber dem Öl als nächstfolgendem Energieträger auf. Selbst Erdgas das zu 100 % aus Russland importiert wird weist auf Endenergieebene einen um rd. 18 % günstigeren Emissionskennwert (direkt + indirekt) auf als Öl. Werden hierzu noch die besseren Wirkungsgrade bei der Nutzung von Erdgas in der Raumheizung bzw. der Stromerzeugung hinzugerechnet, vergrößert sich der klimapolitische Vorsprung des Erdgases weiter.

Es ist zu erwarten, dass die Emissionen des russischen Exportnetzes durch weitere Emissionsminderungsmaßnahmen bei der Gazprom – gefördert u.a. durch Joint-Implementation Projekte im Rahmen des Kyoto-Regimes der Klimarahmenkonvention – in Zukunft noch weiter zurück gehen werden. Die hier vorgenommene Untersuchung stellt daher den Status-Quo dar. Etwaige zukünftige Veränderungen in der Förderstruktur bzw. in den Transportwegen wären für einen Ausblick allerdings ebenso zu berücksichtigen wie dynamische Veränderungen in den Prozessketten von Öl und Kohle.

Erdgas ist damit – auch unter Einbeziehung der vorgelagerten Prozesskette – der fossile Energieträger mit den mit Abstand geringsten Treibhausgasemissionen. Die verstärkte Nutzung von Erdgas ist eine im Rahmen einer Klimaschutzstrategie schnell verfügbare Option zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Sie ist daher eine sinnvolle und kurzfristig wichtige Ergänzung einer klimapolitischen Kernstrategie, die vor allem auf die effizientere Nutzung aller Energieträger und auf den Umstieg auf erneuerbare Energien zielt.

Literatur:

- Dedikov (1999): Dedikov, J. V. et al: Estimating Methane Releases from Natural Gas Production and Transmission in Russia, Atmospheric Environment, 1999
- Fritsche, U. R. (2003): Energiebilanzen und Treibhausgas-Emissionen für fossile Brennstoffketten und Stromerzeugungsprozesse in Deutschland für die Jahre 2000 und 2020; Bericht für den Rat für Nachhaltige Entwicklung; Öko-Institut (Institut für angewandte Ökologie e.V.), Darmstadt
- Fritsche, U. R., Matthes, F. C. (2001): Stellungnahme zu Ergebnissen der Studie „Ganzheitliche Energie- und Emissionsbilanzierung von Heizsystemen“. Öko-Institut (Institut für angewandte Ökologie e.V.), Freiburg/Darmstadt/Berlin

⁸ Die Entfernungen sind hier jeweils einschließlich der Transitentfernungen außerhalb Russlands bis zur deutschen Grenze angegeben.

- Gazprom/VNIIGaz (2004): Technisches Merkblatt. Zu den betriebstechnischen Daten im Rahmen des Projektes B8 „Bestimmung der Methanemissionen“. Signiert durch den stellvertretenden Chef des Departments für Gastransport, Unterirdische Speicher und Gasnutzung, der OAO Gazprom, W.M. Dedeschko 3.6.2004-06-09. Vertrauliche, unveröffentlichte Daten.
- GEMIS (1994, 1998 und 2002): Öko Institut, Gesamt Emissionsmodell Integrierter Systeme, Version 2.1 bis Version 4.13, Darmstadt, 1994-2002
- Greenpeace (2000): Russland: Öl- und Gaslecks abdichten – Atomkraftwerke abschalten! Ein Bericht von Greenpeace, Oganeg Targulian, Greenpeace Russland, Dr. Helmut Hirsch, wissenschaftlicher Berater, 2000
- GRI/US EPA (1996): Methane Emissions from the natural Gas industry. GRI/US EPA, Report No. EPA-600/R-96-080.
- IPCC (2000): IPCC-Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Inventories.
- Kaesler/Ramm/Jansen (1997): Bericht über die Messkampagnen an Leitungen der Wolgotransgaz. Unveröffentlichter Bericht. Dorsten.
- Lechtenböhrmer, S., Fishedick, M., Dienst, C. u. Hanke, T. (2003): GHG-emissions of the natural gas life cycle compared to other fossil fuels (in Europe). In: 3rd International Methane & Nitrous Oxide Mitigation Conference, Beijing, China November 17th-21th 2003. - Beijing, 2003, S. 790-798.
- Popov (2001): Estimating Methane Emissions From the Russian Natural Gas Sector. Advanced international Studies Unit, Pacific Northwest national Laboratory operated by Battelle. Prepared with support from the U.S. Department of Energy. PNNL-1342.
- Rabchuk et al., 1991; A study of methane leakage in the soviet natural gas supply system, Prepared for Battelle Pacific Northwest Laboratory, Siberian Energy Institute, Irkutsk 1991.
- Ramm (1997): Abschätzung der Emissionen im Transportsystem der RAO Gazprom. – Messkampagne auf den Verdichterstationen Kazym und Oberkazym der Tjumentransgaz. – Unveröffentlichter Bericht. Dorsten.
- Wuppertal Institut (2003): Klimarelevanz von Erdgas im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern - Endbericht Phase I. Studie im Auftrag der Ruhrgas AG. Unveröffentlichter Bericht.
- Wuppertal Institut (2004): Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems - Ergebnisse und Hochrechnungen empirischer Untersuchungen in Russland. Studie im Auftrag der E.ON Ruhrgas AG. In Zusammenarbeit mit dem Max Planck-Institut für Chemie, Mainz. – Wuppertal, Mainz 2004.